

**EFFECTO DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE
ELECTRICIDAD -TIE SOBRE LOS PRECIOS DE LA
ELECTRICIDAD Y SOBRE EL BIENESTAR SOCIAL EN
ECUADOR Y COLOMBIA**

MÓNICA PAOLA FLÓREZ ESTRADA

AGUSTÍN ESCOBAR MORENO

**UNIVERSIDAD EAFIT
FACULTAD DE ECONOMÍA
ESPECIALIZACIÓN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL Y
REGULACIÓN ECONÓMICA
MEDELLÍN
2005**

**EFFECTO DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE
ELECTRICIDAD TIE SOBRE LOS PRECIOS DE LA
ELECTRICIDAD Y SOBRE EL BIENESTAR SOCIAL EN
ECUADOR Y COLOMBIA**

MÓNICA PAOLA FLÓREZ ESTRADA

AGUSTÍN ESCOBAR MORENO

Monografía para optar al título de
Especialista en Organización Industrial Regulación Económica

Director

JOHN JAIRO GARCIA

Catedrático Universidad EAFIT, Departamento de Economía

**UNIVERSIDAD EAFIT
FACULTAD DE ECONOMÍA
ESPECIALIZACIÓN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL Y
REGULACIÓN ECONÓMICA
MEDELLÍN
2005**

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado

Jurado

Medellín, 11 de julio de 2005

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
2 ESQUEMA GENERAL DE LAS TRANSACCIONES TIE	3
2.1 ANTECEDENTES Y MARCO REGULATORIO	3
2.2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL ESQUEMA TIE	6
2.3 FUNCIONAMIENTO OPERATIVO DE LOS INTERCAMBIOS COLOMBIA ECUADOR y RESULTADOS A DICIEMBRE 2004	9
3 FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS	11
3.1 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	11
3.2 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO	15
4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS TRANSACCIONES TIE Y SU EFECTO EN LOS PRECIOS DE MERCADO	18
5 IMPACTO EN LOS PRECIOS DE LOS MERCADOS Y BENEFICIO SOCIAL	23
5.1 AFECTACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA EN EL MERCADO COLOMBIANO	25
5.2 BENEFICIO SOCIAL EN ECUADOR	29
6 EVOLUCIÓN PROYECTADA DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD TIE	34
7 CONCLUSIONES	37
8 BIBLIOGRAFÍA	39

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de funcionamiento transacciones TIE	6
Figura 2. Estructura del mercado colombiano	13
Figura 3. Despacho económico en Colombia	14
Figura 4. Curvas de oferta y demanda y efecto de las TIE en el país exportador	18
Figura 5. Curvas de oferta y demanda y efecto de las TIE en el país importador	21
Figura 6. Curvas de oferta y demanda y efecto de las TIE en ambos países.....	22
Figura 7. Comparación precio de bolsa con y sin transacciones TIE diciembre 13 de 2004. 26	
Figura 8. Demanda local de Ecuador abastecida por importación.....	30
Figura 9. Precios de la energía en el mercado ocasional ecuatoriano.....	31
Figura 10. Ahorro por disminución en el costo marginal por importación	32
Figura 11. Ahorro por disminución en el consumo de combustibles	33

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Transferencias entre Colombia y Ecuador.....	10
Cuadro 2. Objetivos de la desregulación del mercado eléctrico colombiano	12
Cuadro 3. Beneficio por transacciones TIE para Colombia año 2003 y 2004.....	24
Cuadro 4. Comparación precios de bolsa hora a hora para diciembre 13 de 2004.....	25
Cuadro 5. Precio de Bolsa mensual 2003 – 2004 y diferencia con precio de bolsa sin transacciones TIE	27
Cuadro 6. Sobrecosto para la demanda por aumento precio de bolsa debido a las exportaciones TIE para el año 2003 y 2004	28

RESUMEN

A partir de la implementación del esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo TIE para los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia, se han producido beneficios para ambos países, reflejados principalmente en un aumento de demanda para los productores del país exportador y un aumento en la oferta para el país importador que le ha representado un ahorro en los costos de producción y unos menores precios de la electricidad.

El funcionamiento de las transacciones TIE maximiza el uso de las líneas de interconexión y permite optimizar los recursos energéticos de los países que se encuentren interconectados utilizando este mecanismo, pues las transferencias de energía se presentan desde el país con menor precio de mercado hacia el país de mayor precio, lo que conlleva el acercamiento los precios de mercado de ambos países hasta igualarse o hasta que la capacidad de transferencia de la interconexión lo permita. A medida que la capacidad de transmisión entre los países se desarrolle, el beneficio social general será mayor.

INTRODUCCIÓN

La Decisión –CAN- 536 de la Comunidad Andina de Naciones firmada el 19 de diciembre de 2002, estableció las bases normativas para realizar los intercambios de electricidad entre los países andinos, teniendo en cuenta los principios de neutralidad, libre acceso a las redes, independencia entre el flujo físico de energía y los contratos de compraventa, condiciones competitivas, libre contratación entre agentes, prohibición de subsidios y aranceles y promoción de la inversión privada.

Hasta el momento, y a pesar de que todos los países excepto Bolivia, que aún tiene carta abierta para hacerlo, se acogieron a la Decisión CAN 536, solamente Ecuador y Colombia han implementado los intercambios de electricidad bajo la modalidad Transacciones Internacionales de Energía – TIE- desde marzo de 2003. Próximamente se tiene proyectado empezar a transar energía eléctrica también mediante este mecanismo de mercado entre Ecuador y Perú.

Aunque entre Colombia y Venezuela existen tres líneas que interconectan los sistemas eléctricos de ambos países, no se ha podido implementar transacciones de electricidad bajo la modalidad TIE principalmente por incompatibilidad entre las reglas de funcionamiento de ambos sistemas, donde en Colombia se encuentra vigente un mecanismo de mercado, mientras que el mercado eléctrico venezolano obedece a un despacho centralizado con una alta componente subsidiada.

Este documento pretende entonces realizar un breve recuento sobre la reglamentación de la CAN que permitió este tipo de intercambios de energía. Además se pondrá en contexto al lector sobre el funcionamiento de los mercados de energía de Colombia y Ecuador para entender los esquemas de mercado imperantes en ambos países, que pretende también explicar el por qué no se dan intercambios con Venezuela.

El objetivo que busca este artículo es mostrar como ha impactado el funcionamiento del esquema de Transacciones Internacionales TIE el mercado mismo y los precios del mercado colombiano, los beneficios para el mercado ecuatoriano y cuales son las perspectivas de mejoramiento de este esquema de forma que pueda ser adoptado para transar la energía entre los demás países de la Comunidad Andina y eventualmente los países de Centroamérica.

2 ESQUEMA GENERAL DE LAS TRANSACCIONES TIE

2.1 ANTECEDENTES Y MARCO REGULATORIO

Los intercambios de Energía entre Colombia y Ecuador provienen desde mucho antes de que las TIE nacieran. Estos intercambios iniciales correspondían a flujos limitados de energía a través del circuito a 138 kV Panamericana – Tulcán y no buscaban el objetivo final de permitir una integración energética entre ambos países.

Estos intercambios de energía se hacían bajo la modalidad de contratos bilaterales entre agentes de ambos países, es decir, un comercializador de energía en Colombia, de manera individual, vendía energía a un distribuidor o usuario final en Ecuador y asumía todos los costos necesarios para poder entregar dicha energía en la frontera con el país vecino. Este tipo de intercambios eran limitados y conllevaban un bajo uso de la capacidad de intercambios entre los países pues dependía de la gestión comercial de los agentes en el país vecino y de la conveniencia comercial de los agentes con estos intercambios. Por esta razón, no se estaba aprovechando adecuadamente el potencial energético de ambos países, lo cual ocasionó que a pesar de contar con la energía excedentaria en Colombia, Ecuador sufrió varios déficit de potencia durante los períodos secos del año.

Para optimizar la estacionalidad de ambos países y con el objetivo de crear una verdadera integración regional desde el punto de vista de la energía eléctrica, los países de la Comunidad Andina de Naciones -CAN-,

comenzaron a buscar acercamientos para crear un mercado común que rompiera fronteras y permitiera la integración Andina en diferentes mercados de la zona.

La Decisión CAN 536, “Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad” firmada por todos los países andinos excepto Bolivia, país con el cual existen varias excepciones en la CAN, en diciembre 19 de 2002. Entre otros aspectos, en ella se consigna que los “Países Miembros” no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada país, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad. Los “Países Miembros” garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.

El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.

Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo. Los “Países Miembros” no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.

Los reguladores de cada país se definieron como los Entes encargados de reglamentar las TIE, armonizando la legislación interna con lo dispuesto en la Decisión.

Una vez expedida la Decisión CAN 536 y con el objetivo de mejorar el intercambio entre Colombia y Ecuador, ISA construye el circuito a 230 kV Jamondino – Pomasqui para aumentar las transferencias y el intercambio de energía entre ambos países. A la par de la construcción de la interconexión entre ambos países, los entes reguladores tenían acercamientos para labrar la reglamentación que permitiera la operacionalidad de los intercambios entre estos dos países.

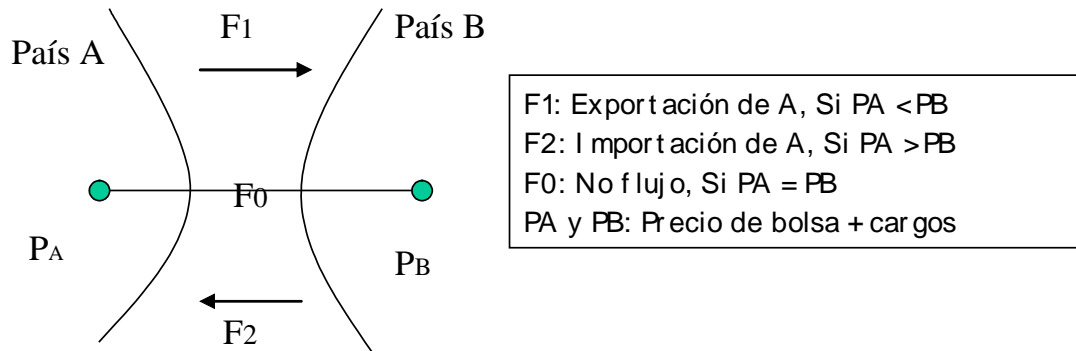
En la estructuración de la reglamentación en Colombia participó la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG. (Ente regulador en Colombia) y por Ecuador participó el Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC- (Ente regulador en Ecuador).

En desarrollo de la armonización de las regulaciones de Colombia y Ecuador, se expidieron respectivamente las resoluciones CREG 004 del 19 de febrero de 2003 y CONELEC 002 del 2003 expedida el 14 de enero de 2003, y se suscribió el Acuerdo Operativo y Comercial y dar inicio a los intercambios de electricidad entre los dos países, mediante transacciones de corto plazo, a partir del 1° de marzo de 2003. Actualmente existen también la Resolución CREG 001 de 2003 sobre limitación de suministro por incumplimiento en garantías de transacciones TIE, la Resolución CREG 007 de 2003 sobre ajustes a las garantías de transacciones en Bolsa incorporando los pagos por garantías TIE, la Resolución CREG 014 de 2004 sobre ajustes comerciales y operativos complementarios a las transacciones TIE y la Resolución CREG 060 de 2004 sobre ajustes en la asignación de las Rentas de Congestión incorporando la participación de la demanda internacional.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL ESQUEMA TIE

Las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo consisten en un mecanismo operativo y comercial de intercambio de electricidad entre países en el corto plazo. Este esquema funciona por diferencia de precios de la electricidad entre los países en el nodo de frontera como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Esquema de funcionamiento transacciones TIE



Fuente: ISAGEN – Informe Funcionamiento general de las TIE Documento GC-DNE-2002-04

Los agentes generadores hacen sus ofertas de precio en la mañana del día anterior al día del despacho real. Los Operadores de los Sistemas calculan el precio de cada país en el nodo de la frontera que corresponde al precio ofertado (o costo marginal en Ecuador) del último recurso utilizado para cubrir la demanda del sistema. A este precio de bolsa en Colombia y costo marginal en Ecuador se le suma los otros costos de llevar la energía a la frontera, es decir, las componentes de transmisión, distribución cuando aplica, otros cargos y la remuneración por disponibilidad o confiabilidad que existe en ambos países.

Al comparar ambos precios en la frontera se identifica si el precio al que está dispuesto a importar un país es mayor que el precio al cual está dispuesto a exportar el otro país. Si esta diferencia entre ambos precios es mayor al 8% entonces se activa la transacción TIE del país de menor precio al país de mayor precio hasta que pase una de dos cosas:

- ✓ Los precios de ambos mercados se acerquen de tal forma que el umbral entre ellos sea inferior al 8%.
- ✓ Se ocupe la capacidad total de la línea de transmisión que actualmente está limitada a transportar 250 MW de potencia (con variaciones horarias dependiendo de las condiciones eléctricas de los sistemas).

Cuando ocurre el primer caso, se suspenden las transferencias TIE por la línea de transmisión y en el segundo caso la transferencia es máxima pero no se puede transmitir ni un MW más.

El país exportador, que en la mayor parte de los casos es Colombia debido al déficit energético y a la obsolescencia y altos costos de operación de las centrales en el Ecuador, es remunerado al precio del país importador PIL, sin embargo a los agentes productores no les remuneran a ese precio sino al precio del mercado Colombiano incluyendo la demanda adicional del país vecino. Esta diferencia entre el valor pagado por el país importador (actualmente la mayor parte de las veces es Ecuador) y el valor pagado a los agentes productores (actualmente la mayor parte de las veces generadores en Colombia), se constituye en las Rentas de Congestión.

En otras palabras, las rentas de congestión son beneficios económicos que se producen al presentarse precios diferentes a los dos lados de un enlace

internacional. Al existir un precio de compra de la electricidad mayor que el precio de venta se produce una ganancia, dado que según las reglas establecidas, el país importador siempre paga al máximo entre el precio de su mercado y el precio de oferta del país exportador

Las Rentas de Congestión serán asignadas a la demanda doméstica por decisión del regulador para compensar el aumento del precio de mercado en el país exportador y evitar este sobre costo a la demanda nacional de este país. Estas rentas en un 80% se destinan al cubrimiento del costo de la energía eléctrica para usuarios de zonas subnormales y de difícil gestión de acuerdo con lo establecido en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo PND. El 20% restante se verá reflejado en un menor costo de restricciones para los usuarios finales. Sin embargo, se podrán utilizar esos montos para cubrir hasta el 10% de los pagos anticipados semanales en caso de que existan incumplimientos de dichos pagos por parte de los agentes y para no interrumpir las TIE.

Como mecanismo de garantía para las TIE se utiliza el pago anticipado semanal, calculado como el valor de la máxima exportación para cualquiera de los dos países por el precio de exportación promedio de un periodo histórico. La moneda para la liquidación y facturación de las TIE será el dólar americano y se diseñaron algunos mecanismos para el cubrimiento del riesgo cambiario en ambos países.

La liquidación final de las transacciones TIE se hace de manera expost a la operación, una vez se conozca el precio (para Colombia) y el costo (para Ecuador) del recurso marginal de ambos mercados, la cantidad exacta intercambiada y el precio de bolsa de ambos mercados.

2.3 FUNCIONAMIENTO OPERATIVO DE LOS INTERCAMBIOS COLOMBIA – ECUADOR y RESULTADOS A DICIEMBRE 2004

Entre Colombia y Ecuador existen dos circuitos que interconectan ambos países, el circuito doble a 230 kV Jamondino – Pomasqui y el doble circuito a 138 kV Panamericana – Tulcán. Operativamente y minimizando costos, se ha mostrado que para lograr la mayor cantidad de energía a intercambiar, se debe transferir toda la potencia por el circuito doble a 230 kV Jamondino – Pomasqui y reducir a casi cero las transferencias por el circuito Panamericana – Tulcán.

La cantidad de energía transferida depende de la capacidad de transmisión de las líneas, la cual en la actualidad corresponde aproximadamente a 230 MW en la dirección Colombia – Ecuador. De acuerdo con la reglamentación de Colombia, si el agente marginal está en capacidad de entregar la energía requerida por Ecuador, entonces no habrá cambio de precio del mercado en Colombia, si por el contrario, la energía a exportar hace que se requiera otro recurso adicional, entonces la transferencia da lugar a un aumento del precio del mercado en Colombia.

Para diciembre de 2006 se espera un incremento a 500 MW de capacidad de transferencia entre Ecuador y Colombia, de tal manera que se hará un análisis de cómo el incremento de la transferencia pueden afectar los precios de los mercados.

Las exportaciones de Colombia a Ecuador en 2003 por TIE fueron de 1.129,26 GWh y en el sentido Ecuador – Colombia fueron de 67,20 GWh. Por concepto de TIE en 2003, se facturó a Ecuador un total de USD 80,6 millones, mientras que Ecuador facturó a Colombia USD 2,3 millones.

En el cuadro 1 se muestra la evolución de los montos facturados por las TIE, desde su inicio. Por concepto de exportaciones en noviembre de 2004, se facturó a Ecuador un total de USD \$ 18,30 millones registrando el valor más alto desde el inicio del esquema TIE. Durante el año 2004 el Sector Eléctrico Colombiano exportó 1.681,09 GWh energía eléctrica hacia Ecuador, los cuales representaron para nuestro país ingresos por US\$ 135,6 millones.

Cuadro 1. Transferencias entre Colombia y Ecuador

Año	Exportaciones GWh	Importaciones GWh	Exportaciones Millones US\$	Importaciones Millones US\$	Rentas de Congestión Millones US\$
2003*	1.129,30	67,20	80,60	2,30	44,33
2004	1.681,09	34,97	135,59	0,77	75,88
Total	2.810,35	102,18	216,21	3,10	120,84

* Para el año 2003 comprende los meses de marzo a diciembre.

Fuente: Boletín Isa.com 541 Marzo 10 - Marzo 17 de 2004 Página Web Operación y Administración del Mercado ISA. Boletín NOV@ANDESCO Enero 25 de 2005.

En 22 meses de operación, las TIE han permitido al Sector Eléctrico Colombiano ventas de energía eléctrica por US\$ 216,21 millones, de los cuales US\$ 120,84 millones se traducen en rentas de congestión. De estas rentas se han destinado US\$ 84,36 millones al Fondo de Energía Social – FOES–, US\$ 34,59 millones al alivio de restricciones asignables a la Demanda Doméstica de Electricidad y US\$ 1,94 millones a la Demanda Internacional del Despacho Económico Coordinado. A su vez, en 2004 Ecuador realizó exportaciones a Colombia por 34,97 GWh que equivalen a US\$ 0,77 millones.

3 FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS

Desde el concepto básico de la economía como explicaremos en el capítulo 4, cuando se presentan transferencias entre países y como resultado del aumento en la demanda, el país exportador debe ver incrementado el precio del mercado, mientras que en el país importador debe disminuir el precio. Este efecto de incremento o reducción de precio depende de factores como capacidad de transmisión, tamaño de los mercados, planta marginal y en general del tipo de reglamentación de cada mercado.

Con el fin de entrar a cuantificar y calificar el incremento o la reducción de los precios de los mercados de Colombia y Ecuador, debemos hacer un breve recuento del funcionamiento de los mercados de ambos países entre los cuales está implementado el mecanismo de Transferencias Internacionales de Electricidad de corto plazo TIE.

3.1 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

La Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica) a partir de la Constitución Política de Colombia de 1991 y la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) creó las bases para un mercado de libre competencia guardando los índices de calidad y confiabilidad que debe tener todo sistema y buscando garantizar la inversión extranjera.

Además del concepto fundamental de crear un mercado de libre competencia, la Ley Eléctrica (Ley 143) dio las bases para la creación del ente regulador, bajo el nombre de Comisión de Regulación de Energía y GAS –CREG-, ente encargado de crear la parte operativa del mercado por medio de resoluciones y mantener el mercado actualizado bajo el principio que dicta la Ley eléctrica o leyes que la modifiquen. Además del regulador, creó el ente encargado de la planeación del sector, la Unidad de Planeamiento Minero Energético -UPME-, dicho organismo se encarga de la planeación del Sistema Interconectado Nacional, consolida los planes de expansión de generación y saca a convocatorias las futuras instalaciones de transmisión del sistema. Estos dos organismos dependen del Ministerio de Minas y Energía -MME-. Como ente vigilante del mercado, creó la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-.

Los objetivos básicos de la desregulación del mercado se muestran en el Cuadro 2.

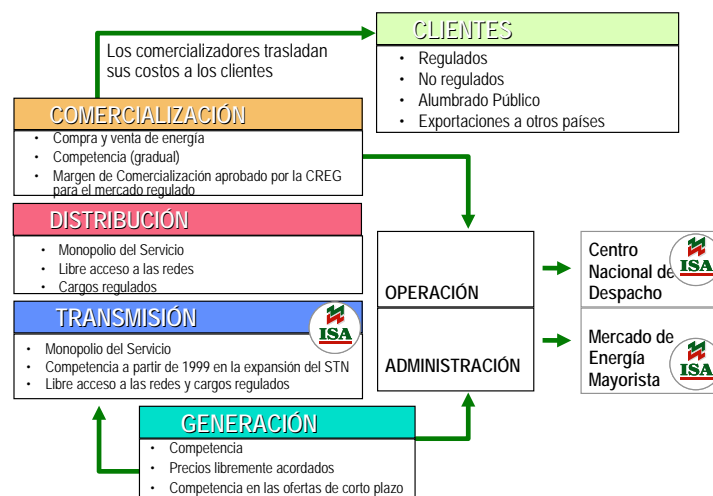
Cuadro 2. Objetivos de la desregulación del mercado eléctrico colombiano

Julio de 1994 <ul style="list-style-type: none"> ■ Ley de SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS ■ Ley ELECTRICA 	OBJETIVOS BÁSICOS	
	Modificar el Papel del Estado	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dirección ■ Regulación ■ Control y vigilancia ■ No empresario
	Mejorar Eficiencia	<ul style="list-style-type: none"> ■ Confiabilidad ■ Calidad ■ Precios económicos ■ Cobertura
	Introducir Competencia	
	Vincular Capital Privado	

Fuente: ISA Mercado Energía Mayorista - Presentación del mercado colombiano

En el sistema colombiano existen dos maneras de transar energía, por medio de la Bolsa de Energía o por medio de Contratos Bilaterales, para ello se crearon los comercializadores de energía y cualquier usuario puede elegir libremente entre todos los comercializadores del país, como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Estructura del mercado colombiano



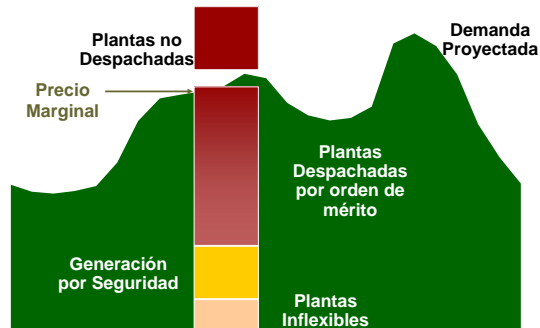
Fuente: ISA Mercado Energía Mayorista - Presentación del mercado colombiano

Existen fundamentalmente dos tipos de usuarios: Usuarios Regulados, los cuales no pueden negociar libremente con el comercializador que les presta el servicio y su tarifa está establecida por la fórmula tarifaria, y Usuarios No Regulados, los cuales tienen una demanda superior a 0,1 MW ó 55 MWh/mes, y por ser no regulados, pueden negociar libremente el precio al cual compran su energía exceptuando las componentes de distribución, transmisión y cargos por participar en el Mercado.

Despacho del Sistema Colombiano

El despacho y la operación del Sistema Interconectado Nacional, como se observa en la figura 3, son independientes de los acuerdos comerciales entre los agentes. Los precios de oferta de los generadores deben reflejar los costos variables de generación, dependiendo del tipo de planta, si ésta es termoeléctrica, debe considerar costo incremental de combustible, costo incremental de AOM, costos de arranque y parada y eficiencia térmica de la planta; si la planta es hidráulica, debe considerar valor del agua (costo de oportunidad de generación) y operación económica a mediano y largo plazo.

Figura 3. Despacho económico en Colombia



Fuente: ISA Mercado Energía Mayorista - Presentación del mercado colombiano

Con base en las ofertas de los generadores y teniendo en cuenta las restricciones de las plantas y del sistema, se realiza la programación del despacho económico para cubrir la demanda de energía. Este despacho sin restricciones se conoce como Despacho Ideal. La demanda es calculada previamente con proyecciones de cada comercializador. El último recurso en cubrir la demanda se le llama Recurso Marginal y es quien coloca el precio

de bolsa para todo el sistema por trabajar bajo el esquema de sistema Uninodal (el sistema se representa con nodo único).

Posteriormente se realiza el Despacho Real, el cual considera las restricciones del sistema. La diferencia de generación entre ambos despachos se conoce como reconciliación. Si un generador que obtiene generación en el despacho real pero no lo obtuvo en el ideal, entonces este agente es vendedor de reconciliaciones, y viceversa, aquel generador que sale despachado en el ideal, pero en el despacho real obtiene menor generación, entonces este agente es comprador de reconciliaciones.

La liquidación de las operaciones se hace de manera expost, una vez se conozca exactamente cual fue el precio de bolsa, la generación de cada agente, las reconciliaciones y la contratación.

3.2 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

El principio de funcionamiento del esquema eléctrico de Ecuador se rige por la Ley 043 de 1996 (Ley Eléctrica de Ecuador) de septiembre 02 de 2003.

El objetivo de esta Ley es fijar lineamientos del Sector Eléctrico Ecuatoriano sobre generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica, por tanto, es quien puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

La Ley regula las actividades de generación de energía, exportación e importación de energía eléctrica, dicta regulaciones a las cuales deberán ajustarse los agentes del sistema; crea la Corporación Centro Nacional de Control de Energía –CENACE- cuyas funciones son la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador.

Crea el Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC-, con las funciones y facultades de regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país, elaborar el plan de electrificación, dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico,

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado. No hay comercializadores. Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Despacho del Sistema Ecuatoriano

Una de las grandes diferencias con el sistema colombiano es que Ecuador no tiene un sistema uninodal sino multinodal (considera los costos y restricciones de transmisión en cada nodo) y su despacho es basado en costos, no en precios. El despacho eléctrico del sistema de Ecuador se realiza partiendo de la declaración de costos de los generadores, los cuales se encuentran ubicados en diferentes nodos del sistema.

Dependiendo de la distancia de la demanda, el generador tiene un precio, el cual es introducido en un modelo energético de despacho centralizado para así conocer el costo de entrega de la energía.

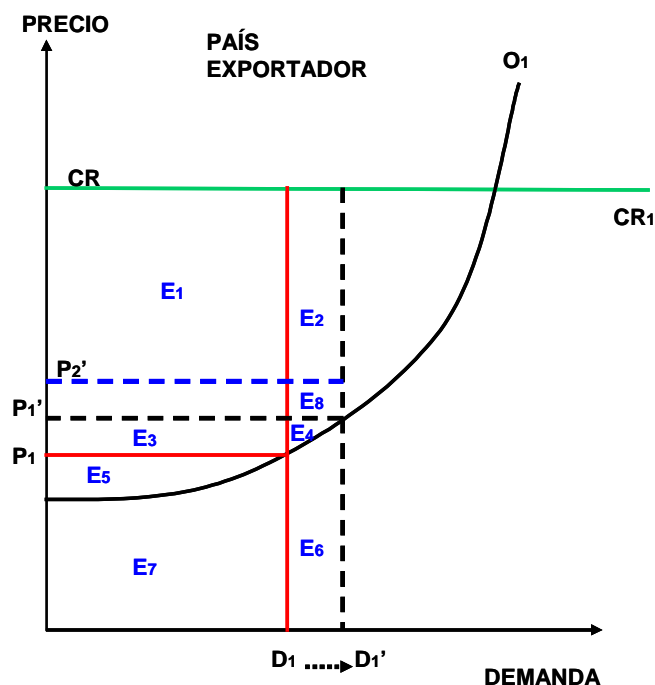
Para cada uno de los nodos de referencia aparece un precio de mercado dependiendo, además de la declaración de costos de los generadores y de las restricciones del sistema.

El modelo energético entrega un despacho de mediano plazo (6 meses), con el cual se asignará la generación y la Potencia Puesta a Disposición (Cargo por Capacidad). Esta generación es corregida constantemente con las nuevas variables tales como hidrología, restricciones de transmisión y demanda. El día anterior al despacho se hace una última corrección al programa de generación, donde se encuentran los precios nodales con los cuales se hará el despacho de energía y la comparación de intercambio de energía TIE.

4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS TRANSACCIONES TIE Y SU EFECTO EN LOS PRECIOS DE MERCADO

La exportación por el esquema TIE implica un aumento en la demanda para el sistema eléctrico exportador, el cual puede variar entre 0 MW y 250 MW aproximadamente para el sistema colombiano y entre 0 MW y 100 MW para el sistema ecuatoriano, lo cual se manifiesta como un desplazamiento a la derecha de la curva de demanda que se muestra en la figura siguiente.

Figura 4. Curvas de oferta y demanda y efecto de las TIE en el país exportador



Fuente: UPME – Presentación Análisis Energéticos Plan de Expansión 2004- 2013 de agosto de 2004

Donde:

- O₁: Curva de Oferta del país exportador; cuando se trata de Colombia esta curva de costos incluye costos fijos, cargo por capacidad, FAZNI, FAER, SIC y CREG.
- O₂: Curva de Oferta del país importador, cuando se trata de Ecuador esta curva de costos incluye cargo por potencia, costos de combustibles y costos de administración, operación y mantenimiento.
- O_{2'}: Curva de Oferta del país importador, más la energía importada del país exportador.
- D₁: Demanda doméstica del país en condición de exportación.
- D_{1'}: Demanda doméstica más exportaciones del país en condición de exportación.
- D₂: Demanda doméstica del país en condición de importación.
- P₁: Precio marginal de la demanda doméstica del país en condición de exportación.
- P_{1'}: Precio marginal de la demanda doméstica más las exportaciones del país en condición de exportación.
- P_{2'}: Precio marginal de la demanda doméstica del país en condición de importación.
- P₂: Precio marginal de la demanda doméstica menos las importaciones del país en condición de importación.
- CR: Costo de racionamiento, el cual se asume igual para los dos países.
 $CR_1 = CR_2$

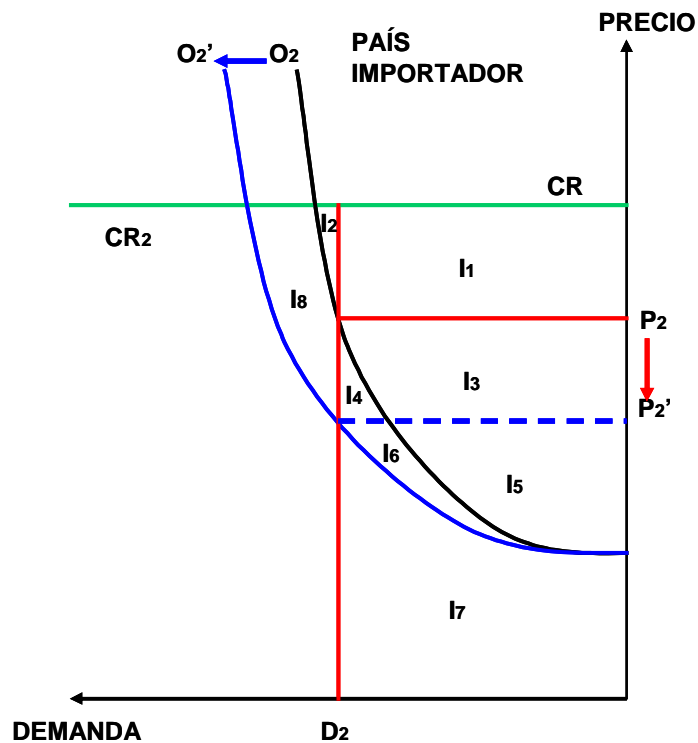
La figura 4 muestra el comportamiento de los precios y las demandas de los mercados, haciendo énfasis en el país exportador. En el momento en que se activa una transferencia de electricidad TIE, la demanda del país exportador se desplaza de D₁ a D_{1'} porque la energía exportada se convierte en una mayor demanda para este país. A causa de este incremento en la demanda, el precio del país exportador aumenta al pasar de P₁ a P_{1'}.

En el momento sin exportación, el excedente del productor corresponde a la suma de las áreas marcadas como $E_5 + E_7$ menos el costo de generación correspondiente a E_7 , es decir E_5 . El excedente del consumidor corresponde a la suma de las áreas $E_1 + E_3$. El beneficio social sin exportación corresponde a la suma de $E_1 + E_3 + E_5$.

A partir del momento en el cual se activa la exportación, con el aumento del precio del mercado, el excedente de productor pasa a ser la suma de $E_3 + E_4 + E_5 + E_6 + E_7$ menos los costos $E_7 + E_6$, para un excedente neto del productor de $E_3 + E_4 + E_5$ y el excedente del consumidor nacional se convierte solamente en el área E_1 . El beneficio social nacional con exportación corresponde a la suma de $E_1 + E_3 + E_4 + E_5$. El productor entonces se apropió del área marcada con E_3 que correspondía al consumidor y adicionalmente adquiere el área E_4 . El aumento neto beneficio social del país exportador debido a la exportación es de E_4 .

El supuesto perjuicio para la demanda nacional del país exportador, se ve compensado de dos formas. La primera cuando este país que está exportando se convierte en importador, el consumidor se beneficia de la disminución en los precios por efecto de la energía importada a un menor precio. La segunda forma de compensación es la asignación actual de las Rentas de Congestión a la demanda. En la figura mencionada, las Rentas de Congestión corresponden al área E_8 , producto de la diferencia entre el precio P_2' al que paga el país importador la cantidad importada y el precio al cual le pagan al productor del país exportador P_1' . Sumando el efecto de las Rentas de Congestión a la cuenta del beneficio social nacional tenemos como resultados que éste corresponde a $E_1 + E_3 + E_4 + E_5 + E_8$. El aumento neto beneficio social del país exportador debido a la exportación, considerando las Rentas de Congestión es de $E_4 + E_8$.

Figura 5. Curvas de oferta y demanda y efecto de las TIE en el país importador



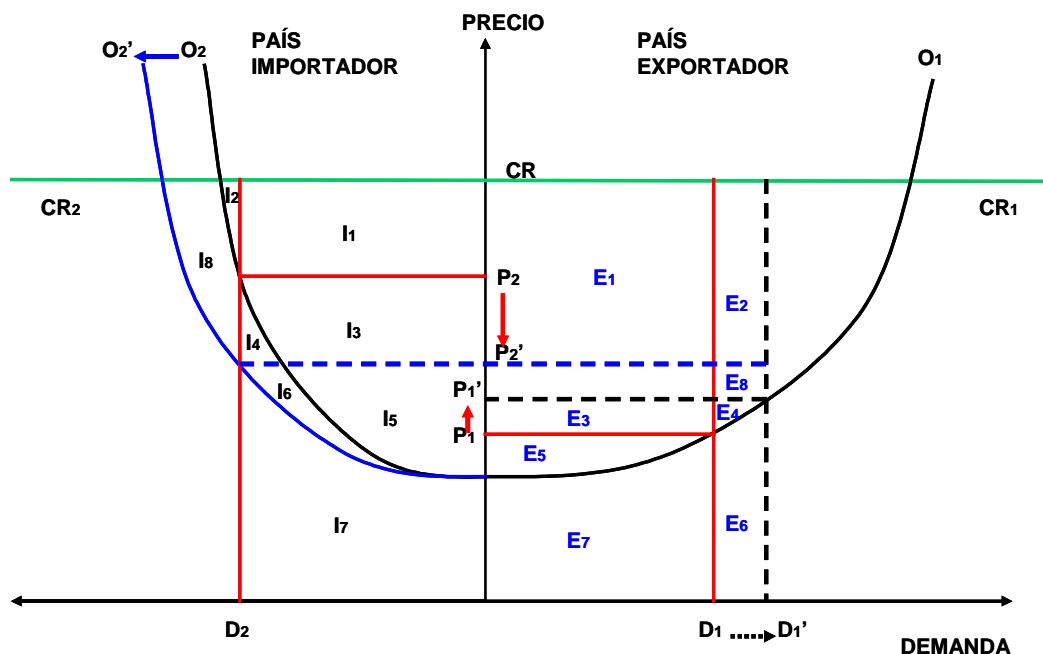
Fuente: UPME – Presentación Análisis Energéticos Plan de Expansión 2004- 2013 de agosto de 2004 con ajustes de los autores

Por otro lado en el país importador, al momento en que se presente la importación, la oferta del país importador aumenta, desplazándose de O_2 a O_2' , al ser este diferencial ($O_2 - O_2'$) la energía importada equivalente a un generador con un costo de operación más bajo. El precio baja de P_2 a P_2' . El excedente del productor antes de la importación que era de $I_3 + I_5$ pasa a ser $I_5 + I_6$, un área mucho menor. El excedente del consumidor que antes de la importación era de I_1 se convertiría en $I_1 + I_3 + I_4$. El beneficio social nacional del país importador que antes de la importación era de $I_1 + I_3 + I_5$ pasaría entonces a ser de $I_1 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6$. El aumento neto del beneficio social del

país importador correspondiente a $I_4 + I_6$, se debe fundamentalmente a menores pagos a los productores por la reducción de las necesidades de utilización de combustibles líquidos muy costosos y contaminantes con el consiguiente ahorro de divisas.

En la figura 6 podemos observar el desempeño integrado de ambos países, donde se evidencia que el beneficio social integrado de ambos países corresponde a $I_4 + I_6 + E_4 + E_8$.

Figura 6. Curvas de oferta y demanda y efecto de las TIE en ambos países



Fuente: UPME – Presentación Análisis Energéticos Plan de Expansión 2004- 2013 de agosto de 2004 con ajustes de los autores

5 IMPACTO EN LOS PRECIOS DE LOS MERCADOS Y BENEFICIO SOCIAL

Entendido el movimiento de los precios y las demandas de los mercados importadores y exportadores, en este capítulo se pretende mostrar el efecto real que ha tenido este esquema TIE implementados entre Ecuador y Colombia para los años 2003 y 2004.

La manera de encontrar el impacto en el precio del mercado es evaluar el despacho económico con transferencias internacionales y luego simular el despacho económico sin transferencias internacionales hora a hora y de esta manera se encuentran las diferencias de precios. El país exportador experimenta un incremento en la demanda, por lo tanto, debe aumentarse su precio de mercado, mientras que el país importador ve aumentada su oferta, por lo tanto, el precio de su mercado debe reducirse.

No siempre se encontrará dicho efecto, máxime si el estudio de afectación de precio se hace hora a hora. Tal como vimos en el esquema del funcionamiento del mercado en Colombia, el agente generador que está cubriendo en última instancia la demanda, llamado Recurso Marginal, es quien coloca el precio del mercado. Si dicho generador tiene un remanente de potencia suficiente como para cubrir las exportaciones de energía por transacciones TIE, entonces el precio del mercado del país exportador no registra cambio de su precio, este es el caso en la gran mayoría de las veces para el mercado colombiano.

Como vimos en el capítulo 4, la diferencia de precios de ambos mercados origina las Rentas de Congestión. Estas rentas en Colombia se le asignan a la demanda, por lo tanto, Colombia minimiza el impacto del aumento del precio por exportaciones en el consumidor, generando así un beneficio agregado positivo con las transacciones de energía TIE. Adicional al beneficio social positivo con las Rentas de Congestión, el cuadro 3 muestra el beneficio agregado para todos los agentes en Colombia y los diferentes elementos que impacta. El beneficio social para Colombia en el 2003, fue de 54 millones de dólares. Para el 2004 el beneficio social asciende a 114 millones de dólares.

Cuadro 3. Beneficio por transacciones TIE para Colombia año 2003 y 2004

Beneficios Colombia (US Miles de Dollar Corr)	2003 Mar - Dic	Total 2004
Ingresos Exportaciones		
Ventas Energía	26,246	43,317
Ventas Restricciones	2,345	3,701
Transmisión	5,026	11,222
Distribución	2,978	29
Rentas de Congestión	44,117	75,684
Otros ingresos	113	284
CND-SIC	71	214
Fazni	29	42
Responsabilidad comercial AGC	13	28
Total Ingresos	60,543	134,238
Egresos Importaciones	-	-
Compras de Energía	1,231	639
Reconciliación Positiva Cenace	1,272	145
Mayores costos por aumento de PB	5,090	19,297
Total Egresos	6,127	20,081
Neto Colombia (US Miles Dolares Corr)	54,480	114,157

Fuente: ISA Información de liquidación del Mercado Energía Mayorista – Cálculo de ISAGEN y de los autores

5.1 AFECTACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA EN EL MERCADO COLOMBIANO

El procedimiento para determinar el efecto de las TIE en el mercado colombiano es realizar un despacho hora a hora del mercado colombiano sin transferencias TIE para evaluar si el recurso marginal hubiera sido diferente disminuyendo la demanda a exportar a Ecuador.

Como ejemplo, observemos la traza del precio de bolsa real para el 13 de diciembre de 2004 hora a hora, y cual sería el precio de bolsa sin tener en cuenta la demanda TIE y su respectiva diferencia.

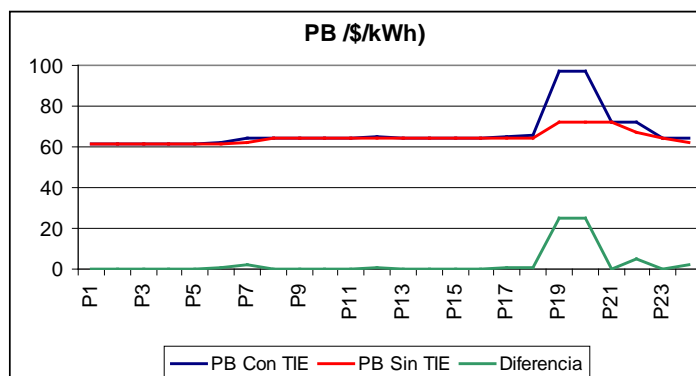
Cuadro 4. Comparación precios de bolsa hora a hora para diciembre 13 de 2004

13-Dic-04	PB (\$/kWh)		
	PB Con TIE	PB Sin TIE	Diferencia
P1	61,42	61,42	0,00
P2	61,42	61,42	0,00
P3	61,42	61,42	0,00
P4	61,42	61,42	0,00
P5	61,42	61,42	0,00
P6	62,42	61,42	1,00
P7	64,42	62,42	2,00
P8	64,42	64,42	0,00
P9	64,42	64,42	0,00
P10	64,42	64,42	0,00
P11	64,42	64,42	0,00
P12	65,02	64,42	0,60
P13	64,42	64,42	0,00
P14	64,42	64,42	0,00
P15	64,42	64,42	0,00
P16	64,42	64,42	0,00
P17	65,02	64,42	0,60
P18	65,42	64,42	1,00
P19	97,42	72,42	25,00
P20	97,42	72,42	25,00
P21	72,42	72,42	0,00
P22	72,42	67,42	5,00
P23	64,42	64,42	0,00
P24	64,42	62,42	2,00

Fuente: ISA Información de liquidación del Mercado Energía Mayorista – Cálculo de ISAGEN y de los autores

De manera gráfica observemos cual es la diferencia del precio para el 13 de diciembre de 2004.

**Figura 7. Comparación precio de bolsa con y sin transacciones TIE
diciembre 13 de 2004**



Fuente: ISA Información de liquidación del Mercado Energía Mayorista – Cálculo de ISAGEN y de los autores

El impacto sobre el precio de bolsa se aprecia en mayor medida en la punta dos (hora 18 a la 21), donde la demanda supera los 7.500 GWh. Es en este momento donde se puede apreciar un verdadero cambio del precio de bolsa por impacto de las transferencias TIE. En demanda media y baja no es usual el cambio del precio por no requerirse un recurso de generación adicional para atender la demanda.

De la misma forma que se realizó el ejercicio del impacto de las transacciones TIE para el 13 de diciembre de 2004, se realizó este cálculo desde el inicio del esquema en marzo de 2003 hasta diciembre de 2004. Un resumen de estos cálculos se muestra en el cuadro 5.

Cuadro 5. Precio de Bolsa promedio mensual 2003 – 2004 y diferencia con Precio de Bolsa promedio sin transacciones TIE

	PB (Col \$ Corr/kWh)		Diferencia	
	Con TIE	Sin TIE	Dif (Col \$ Corr/kWh)	Dif (US Milss Corr/kWh)
Mar-03	76,86	76,46	0,40	0,1352
Abr-03	64,95	65,04	-0,09	-0,0319
May-03	76,63	76,29	0,34	0,1178
Jun-03	65,63	64,95	0,69	0,2441
Jul-03	70,16	69,85	0,31	0,1087
Ago-03	65,21	64,50	0,72	0,2527
Sep-03	66,18	65,06	1,12	0,3869
Oct-03	56,83	55,67	1,16	0,4020
Nov-03	64,03	62,90	1,12	0,3962
Dic-03	52,97	52,37	0,60	0,2174
Ene-04	59,69	58,87	0,81	0,2957
Feb-04	72,70	71,54	1,16	0,4330
Mar-04	78,11	75,85	2,26	0,8425
Abr-04	70,65	69,63	1,02	0,3857
May-04	72,13	70,66	1,46	0,5373
Jun-04	51,31	50,52	0,79	0,2910
Jul-04	52,83	52,07	0,76	0,2916
Ago-04	54,02	52,97	1,05	0,4112
Sep-04	60,10	58,78	1,31	0,5057
Oct-04	71,77	70,67	1,10	0,4271
Nov-04	67,39	65,80	1,58	0,6391
Dic-04	67,56	66,66	0,91	0,3794

Fuente: ISA Información de liquidación del Mercado Energía Mayorista – Cálculo de ISAGEN y de los autores

Del cuadro anterior podemos observar que el efecto promedio sobre el precio de bolsa ha sido mínimo, en la historia de las Transacciones TIE para Colombia; el incremento del precio de bolsa por las exportaciones a Ecuador nunca ha llegado a 1 milésima de US\$.

Si hay un incremento en el precio de la energía debido a la energía exportada, es la demanda, quien se ve perjudicada por este incremento. Para aliviar este hecho, el regulador en Colombia ha asignado las Rentas de Congestión a la demanda, tal como se explicó en el análisis económico, compensando este incremento en los precios. Para conocer el real beneficio de la demanda nacional es preciso encontrar el sobre costo de la energía consumida en Colombia, multiplicando la demanda por el incremento en el precio y restándole las compensaciones con las Rentas de Congestión.

**Cuadro 6. Sobrecosto para la demanda por aumento precio de bolsa
debido a las exportaciones TIE para el año 2003 y 2004**

	Diferencia Prom. Precio de Bolsa cent (US/kWh)	Demanda Nacional Agregada (GWh-mes)	Sobrecosto por incremento de Precio de Bolsa (USD Corr)
2003	0,22	38.449	85.998.810
2004	0,45	47.020	21.376.522

Fuente: ISA Información de liquidación del Mercado Energía Mayorista – Cálculo de ISAGEN y de los autores

Del cuadro 6 se observa que el sobrecosto para la demanda nacional por compra de energía a un mayor precio para el 2003 fue de 86,00 millones de dólares, mientras que la compensación por Rentas de Congestión (cuadro N° 3) fue de 44,12 millones de dólares, dando como resultado un perjuicio neto para la demanda en 2003 por aumento de precios del mercado, de aproximadamente 41,88 millones de dólares.

Por el contrario, el beneficio neto de la demanda colombiana para el año 2004 fue de 54,30 millones de dólares, aproximadamente, ya que para este año se dio un sobrecosto para la demanda nacional de 21,38 millones de dólares por aumento de precio de bolsa, y las Rentas de Congestión fueron de 75,68 millones de dólares.

El beneficio neto total para la demanda colombiana desde la entrada en operación del esquema TIE hasta el 2004 ha sido de 12,42 millones de dólares.

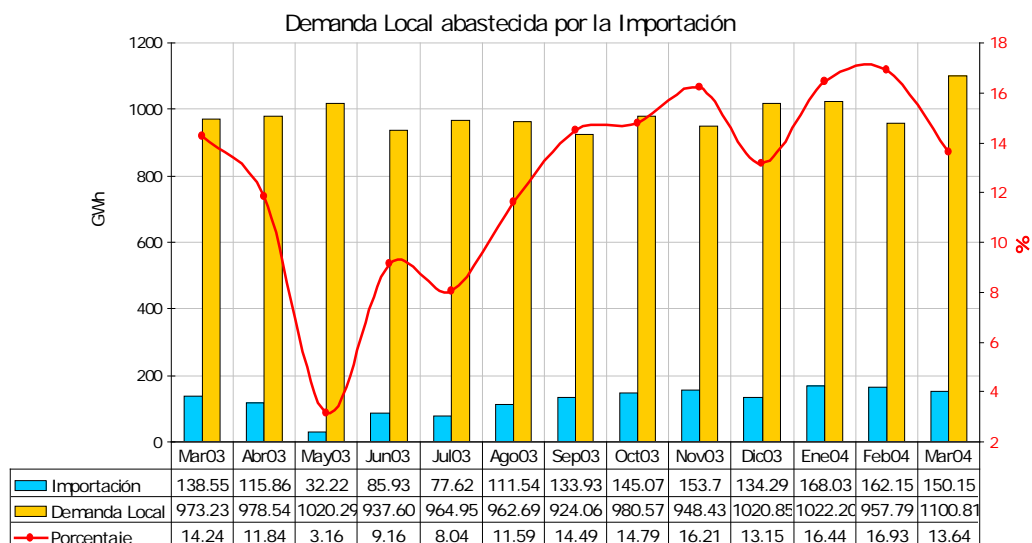
5.2 BENEFICIO SOCIAL EN ECUADOR

Ecuador ha tenido indudablemente un sinnúmero de beneficios derivados de la implementación del esquema TIE y especialmente de la ampliación de la capacidad de interconexión del circuito a 138 kV Panamericana – Tulcán con la construcción del doble circuito a 230 kV Jamondino – Pomasqui.

En mayo de 2004 en la Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía en Brasil, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, Organismo Regulador del Ecuador, realizó una presentación en la cual mostró un recuento de los beneficios obtenidos por este país con la implementación del esquema TIE con Colombia. Información más actualizada no está disponible para la opinión pública, dada la actual discusión existente entre Colombia y Ecuador pues este segundo afirma que el país más beneficiado de los intercambios ha sido Colombia y por lo tanto no encuentran adecuado poner a disposición de su vecino del norte la información de los reales beneficios. Sin embargo, esta información es representativa pues corresponde a los primeros doce meses de operación del esquema, y a pesar de estar recientemente implementado, representó considerables ahorros para la demanda ecuatoriana.

En la figura 8 podemos observar la porción de la demanda ecuatoriana que ha sido atendida por las importaciones de electricidad proveniente de Colombia con el esquema TIE. En caso de no haber estado implementado el esquema con Colombia, esta demanda habría sido abastecida por una central térmica con costos de operación más altos, lo que hubiera conllevado un costo marginal para la demanda mucha más alto o, en el peor de los casos, Ecuador habría tenido que racionar la electricidad y dejar demanda sin atender.

Figura 8. Demanda local de Ecuador abastecida por importación



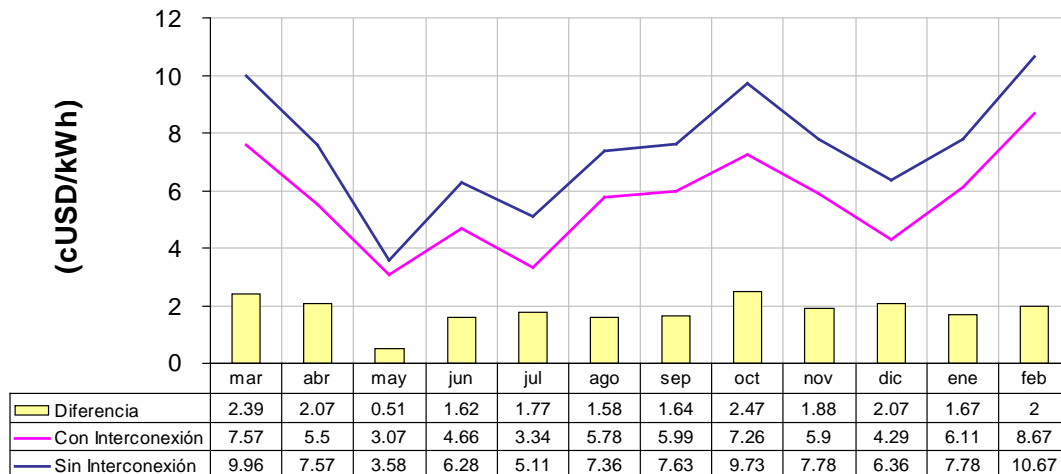
Fuente: Centro Nacional de Control de Energía – CENACE Presentación Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía 2004

Puede observarse que en promedio en los primeros 12 meses de operación del esquema TIE, Ecuador atendió el 12,58% de la demanda doméstica con electricidad importada desde Colombia.

Esta disminución en los costos marginales de operación de las centrales de generación en Ecuador, ocasionaron una disminución en los precios del mercado ocasional o spot ecuatoriano que podemos observar en la figura 9.

Figura 9. Precios de la energía en el mercado ocasional ecuatoriano

Precios de la energía en el mercado ocasional

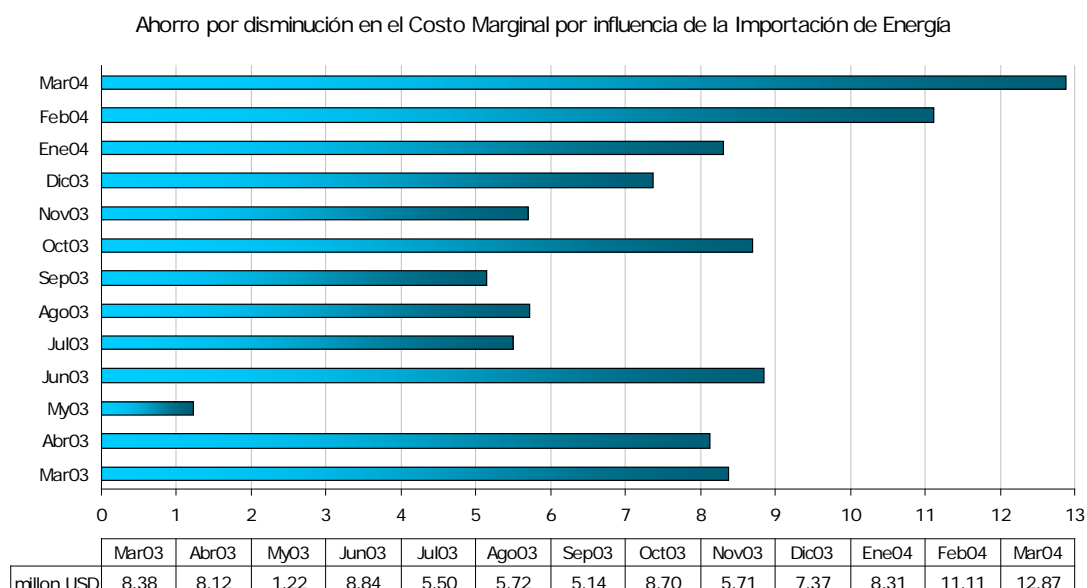


Fuente: Centro Nacional de Control de Energía – CENACE Presentación Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía 2004

El decremento en los precios de la energía en el mercado spot de Ecuador para los primeros 12 meses de operación de las transacciones TIE, fue en promedio de 1,80 US\$ cent/kWh (equivalente a 42,26 \$/kWh a una tasa de 2.340 \$/dólar). Las disminuciones mínima y máxima conseguidas en estos doce meses por las importaciones desde el sistema eléctrico colombiano se presentaron en los meses de mayo y octubre respectivamente y fueron de 0,51 y 2,47 US\$ cent/kWh (equivalentes a 11,93 \$/kWh y 57,80 \$/kWh respectivamente, usando la tasa de cambio mencionada).

El beneficio para la demanda ecuatoriana con la disminución del precio de la energía eléctrica ha sido considerable si tenemos en cuenta que la reducción promedio ha sido de 24,13% del precio del mercado, con decremento relativo máximo del 34,64% en el mes de julio de 2003.

Figura 10. Ahorro por disminución en el costo marginal por importación

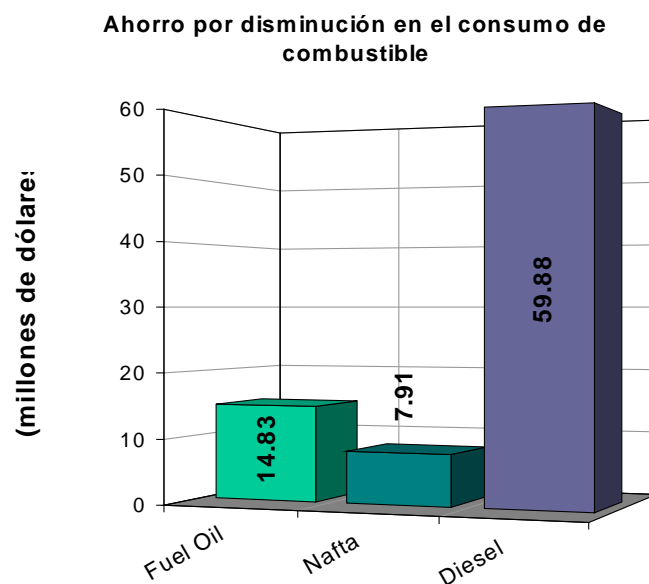


Fuente: Centro Nacional de Control de Energía – CENACE Presentación Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía 2004

El mercado ecuatoriano presentó durante el primer año de vigencia de las TIE de corto plazo un ahorro por la disminución en los costos de operación del sistema de US\$ 96,99 millones, como se muestra en la figura 10.

Igualmente, al no tener que atender su demanda con las centrales obsoletas de muy altos costos variables de generación, Ecuador se ha beneficiado con la disminución en el consumo de combustible que en la mayor parte de los casos correspondía a combustibles líquidos con alto grado contaminante. En la figura 11 se puede evidenciar el ahorro en millones de dólares, debido a la disminución de la necesidad de quemar dichos combustibles para la generación térmica de electricidad. En el primer año de operación de las transferencias TIE, este ahorro acumulado alcanza un monto de US\$ 82,6 millones.

Figura 11. Ahorro por disminución en el consumo de combustibles



Fuente: Centro Nacional de Control de Energía – CENACE Presentación Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía 2004

En resumen, el beneficio total de Ecuador por haber desplazado la generación térmica por la energía importada mediante la interconexión con Colombia operando en el esquema TIE, ha sido durante el primer año de operación de este mecanismo de intercambios de 179,59 millones de dólares.

6 EVOLUCIÓN PROYECTADA DE LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD TIE

Actualmente Ecuador y Perú se encuentran en la implementación de un esquema de mercado de interconexión similar al implantado para Ecuador y Colombia con las transacciones TIE, producto de la necesidad de interconexión física entre ambos países con el fin de buscar un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los tres países, a saber Colombia, Ecuador y Perú y en particular la complementariedad climática existentes entre ellos.

Para la implementación de este esquema, se encuentra en discusión una propuesta de Reglamento de Importaciones y Exportaciones de Electricidad para Perú (RIEE), el cual retoma los aspectos positivos de las transacciones TIE entre Ecuador y Colombia, pero que establece un mejoramiento significativo en cuanto a la reglamentación de las transacciones internacionales.

Los principales puntos que mejoran la propuesta RIEE con respecto a las TIE se describen a continuación:

- Se permiten los contratos bilaterales entre Agentes Habilitados de los países interconectados (en este caso Perú – Ecuador).
- La demanda potencial por exportaciones desde Perú se incluye en el cálculo anual de la Potencia Firme (el análogo al Cargo por Capacidad en Colombia).

- Las Rentas de Congestión se destinan a disminuir los pagos por Peajes de Transmisión.
- El Reglamento permite que muchos detalles operativos (de tipo técnico y comercial) sean definidos por los Operadores del Sistema y Administradores del Mercado de los países interconectados. En el caso colombiano, la reglamentación TIE es muy específica en ese sentido (define horarios, tipo de información, etc.).
- Por la misma flexibilidad que ofrece el RIEE, éste no contempla períodos de transición. Son los Operadores que irán ajustando sus Acuerdos Operativos y Comerciales para mejorar los procedimientos que se requieran. Fija el Umbral de Precios en el 8%, al igual que las TIE para el primer año, modificable por el Ministerio cada año, previa una propuesta del COES (el Operador Peruano).

Uno de los puntos clave que debe tomarse de la propuesta peruana es el relativo a los contratos bilaterales entre Agentes activos de los dos países. Se debe tener en cuenta dado que esta figura ya se está considerando entre Perú y Ecuador, va a ser más simple implementarla entre Ecuador y Colombia. Para el efecto, se tiene que estar pendiente de la regulación específica que se expida sobre este tema para el RIEE, dado que dicho reglamento no contiene detalles sobre el funcionamiento del esquema comercial para los contratos que se suscriban entre lo que el RIEE denomina Agentes Habilitados.

Como segundo factor a considerar es que la propuesta RIEE admite que los generadores del país exportador están dando confiabilidad al país importador, por lo tanto tiene derecho a recibir cargo por Confiabilidad o por Capacidad.

Con respecto a las transacciones de energía entre Colombia y Ecuador y considerando que el sector eléctrico Ecuatoriano tiene serias necesidades; el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de Ecuador está presentado varios proyectos, entre ellos, un refuerzo para subir la capacidad de la interconexión eléctrica Colombia-Ecuador de 250 a 350 megavatios desde el 2006, lo que reforzaría los intercambios de energía entre ambas naciones. Este incremento en la capacidad de transferir energía sí podría implicar un mayor cambio en el precio de los mercados de Colombia y Ecuador.

7 CONCLUSIONES

Las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE– son un esquema comercial que opera desde marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador, gracias a los enlaces internacionales y los acuerdos regulatorios que han permitido optimizar los recursos energéticos para beneficio mutuo.

Bajo las transacciones de energía por medio de las TIE, más que buscar un intercambio energético, es buscar una integración regional para dar respaldo energético a las naciones unidas bajo este principio de intercambio.

Una verdadera integración regional a nivel energético puede ahorrar divisas a los países involucrados, toda vez que, la integración energética puede disminuir la instalación de plantas de generación en la región aprovechando la complementariedad energética y el respaldo de potencia entre los países integrados ante épocas de estiaje como los sucedidos en la región con los Fenómenos del Niño.

El intercambio de energía entre dos países hace que un país sea importador y el otro exportador, mínimo por una hora de acuerdo al esquema de transacciones TIE, esto hace que el país exportador vea un incremento de la demanda y por lo tanto, su precio debe aumentar, mientras que el país importador ve que un nuevo generador está entregando energía, ve que hay aumento de la oferta, por lo tanto el precio debe disminuir. Estos

movimientos de las demandas y de los precios de los mercados han impactado positivamente el funcionamiento de ambos mercados eléctricos.

Los intercambios de electricidad a través del mecanismo TIE, representa una oportunidad de ampliación del mercado de electricidad, de aumento de las fuentes de ingreso para los agentes vendedores y compradores, de beneficio de una mayor confiabilidad y de una mayor eficiencia y menor impacto ambiental en las inversiones de expansión de transmisión y de oferta energética. Este beneficio en la confiabilidad y menores requerimientos de expansión en generación y transmisión se presenta al integrar ambos países pues sí en uno de ellos existen épocas de escasez del recurso, este déficit puede ser compensado con el superávit existente en el país vecino y ser transferido a través de la línea de transmisión. Esta condición favorable hace que aumente la utilización de los activos de transmisión y que se aplaze las necesidades de inversión en generación en ambos países al optimizar de una mejor manera la utilización de los recursos instalados.

El esquema TIE, debe evolucionar hacia la coexistencia de los tres esquemas comerciales de largo (contratos financieros) y de corto plazo limitados a la capacidad de exportación/importación de las líneas de interconexión, donde los contratos financieros puedan honrarse con los flujos reales a través de la interconexión sin que el vendedor quede expuesto a honrarlos comprando en mercado del otro país. Este esquema sería aplicable tal y como lo muestra la propuesta RIEE para Perú con la implementación de las subastas de derechos de congestión, lo cual da una señal clara de expansión de transmisión y es positivo desde el punto de vista de una mayor posibilidad para los agentes del mercado de seleccionar cual es el tipo de transacción más adecuado a sus requerimientos.

8 BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA RODRIGUEZ, Alirio. (2005). Cámara de Comunicaciones. Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Actividades Complementarias. En: Boletín NOV@ANDESCO. Enero 25. Bogotá.

ISA. (2004). Boletín electrónico ISA.COM N° 541 Marzo 10 - Marzo 17
Página Web del Operación y Administración del Mercado ISA, Sección Mercado Andino <http://www2.isa.com.co>. Consultada en mayo de 2005.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA ACOLGEN. (2003). Transacciones Internacionales de Energía, Evolución, Beneficios y Distribución de Rentas. Julio. Pág. 9 - 15. Bogotá:

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS –CREG-. (2003) Resolución CREG 004 de 2003. <http://www.creg.gov.co>. Consultada en abril 2 de 2005.

COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES – CAN-. (2002). Decisión 536, Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. En reunión de la Comisión de la Comunidad Andina con los ministros de energía. Septiembre. Cartagena, Colombia.

UNIVERSIDAD EAFIT. (2004). Notas de Clase y documentos suministrados Economía Institucional EAFIT. Especialización Organización Industrial y Regulación Económica: Primer Semestre.

ISAGEN. (2002). Análisis Propuesta para el Desarrollo de la Normativa de las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo – TIE - entre los Países de la Comunidad Andina. En: Documento GC-DNE-2002-04. Versión 3. Octubre 22. Medellín

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME-. (2004). Análisis Energéticos Plan de Expansión 2004 – 2013. Agosto. Pag. 14 - 17 de 119. Bogotá.

SANTOS JÁTIVA, Edgar. Consejo Nacional de Electricidad CONELEC. (2004). Mercados Regionales e Intercambios Transfronterizos de Electricidad. Ponencia presentada en la VIII reunión anual iberoamericana de reguladores de energía. 23 y 26 de mayo. Brasil.